

Neuausrichtung der Gas- und Wasserstoff-Infrastruktur in Nordwesteuropa

Stefan Ulreich, Carsten Rolle und Maira Kusch

Kaum eine Region der Welt ist so stark industriell und infrastrukturell miteinander verflochten wie Nordwesteuropa. Sie hat damit u.a. das Potenzial, sich zur Keimzelle für ein europäisches Wasserstoffnetz zu entwickeln. Die Pläne der deutschen Bundesregierung zum Aufbau eines deutschen Kernnetzes für Wasserstoff sind hier bereits ein erster Schritt in die richtige Richtung. Es gilt, nun schnell Synergien zu nutzen und durch ein gemeinsames Vorgehen der vier Länder zügig eine europäische Wasserstoffwirtschaft aufzubauen.

Wasserstoff (H_2) stellt für Länder weltweit einen Schlüsselfaktor zum Erreichen ihrer Klimaziele dar, vor allem, wenn er auf Basis erneuerbarer Energien oder CO_2 -arm hergestellt wird. Das liegt u.a. an den breiten Einsatzmöglichkeiten des alternativen Energieträgers in der Industrie, in Raffinerien, als alternativer Antrieb, in Brennstoffzellen und als Stromspeicher. Wasserstoff dient gleichzeitig als Basis für weitere chemische Verbindungen, wie Ammoniak, Methanol, Methan und Fischer-Tropsch-Treibstoffe.

Nordwesteuropa (NWE), definiert als Deutschland und die Benelux-Staaten, spielt beim Markthochlauf von Wasserstoff in Europa eine wichtige Rolle, weil die Region bereits heute zu den weltweit größten Verbrauchern von Wasserstoff zählt. Gleichzeitig werden die vier Länder perspektivisch große H_2 -Mengen produzieren und importieren. Aufgrund ihrer spezifischen Lage zwischen der Nordsee und großen Verbrauchszentren in Mitteleuropa sowie der engen wirtschaftlichen und infrastrukturellen Vernetzung stellt die Region Nordwesteuropa gleichzeitig einen bedeutenenden Transitraum dar. Um mittel- bis langfristig jedoch ausreichende Mengen bei den Verbrauchern zur Verfügung zu stellen, ist die Entwicklung einer entsprechenden Infrastruktur für die Produktion, den Import, die Verteilung, die Speicherung und die Nutzung eine grundlegende Voraussetzung (s. Abb. 1).

Die vier Länder Nordwesteuropas verbrauchen zusammen mit Dänemark, Frankreich, Norwegen und dem Vereinigten Königreich Großbritannien und Nordirland innerhalb der letzten Dekade durchschnittlich 6,3 Millionen Tonnen (Mt) Wasserstoff jährlich [1]. Das ent-



Für den schnellen Markthochlauf einer globalen Wasserstoffwirtschaft kann der Auf- und Ausbau der notwendigen Infrastruktur in Nordwesteuropa eine wichtige Rolle spielen

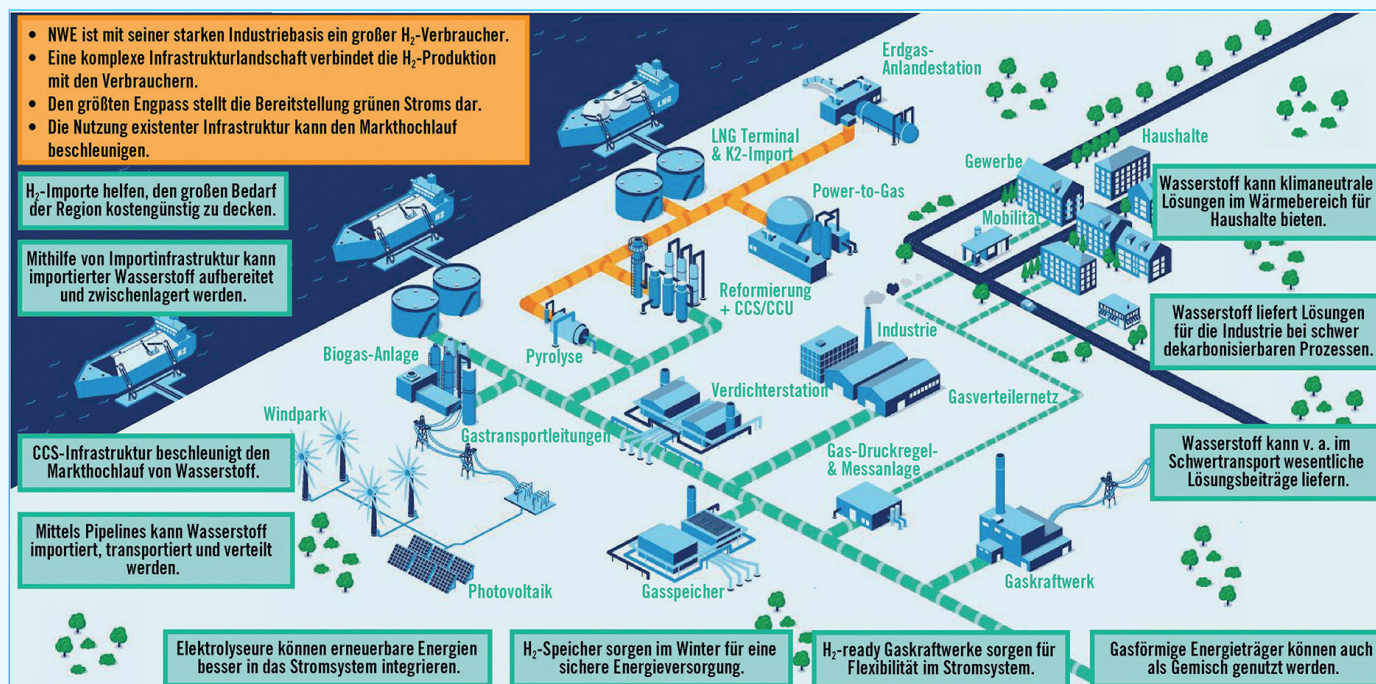
Bild: Adobe Stock

sprach ca. 60 % des europäischen und 5 % des globalen H_2 -Bedarfs [2]. Bisher wird der Wasserstoff vor allem stofflich in Raffinerien und der Industrie genutzt. Die Ammoniakproduktion (1.800 Kilotonnen (kt) Wasserstoff/Jahr) und Raffinerien (1.600 kt Wasserstoff/Jahr) sind die Hauptnachfragequellen für reinen Wasserstoff. In Deutschland werden etwa 40 % des hergestellten Wasserstoffs in Raffinerien für die Entschwefelung von Treibstoffen genutzt. Andere Industriezweige, wie z.B. die Elektronikbranche und Glasherstellung, und neue Anwendungen, wie der Verkehr, spielen eine untergeordnete Rolle.

Über 7 % des globalen Umsatzes der chemisch-pharmazeutischen Industrie wird in dieser Region erwirtschaftet. In diesem Sektor bestehen außerdem enge wirtschaftliche Verflechtungen mit den Nachbarn Frankreich (2,5 % des globalen Umsatzes) und der Schweiz (2 %

des globalen Umsatzes) [3]. Im Cluster Antwerpen-Rotterdam-Rhein-Ruhr sind rund 40 % der Chemieproduktion in der Europäischen Union (EU) konzentriert. Dabei wird der aktuelle Bedarf fast ausschließlich durch sog. grauen Wasserstoff gedeckt, der mittels Dampfreformierung von Erdgas oder anderer fossiler Energieträger erzeugt wird.

Bei Wasserstoff, der mit anderen Gasen, wie Erdgas oder Prozessgasen, gemischt wird, schwankte die Nachfrage zwischen 2.400 und 3.000 kt Wasserstoff/Jahr [4]. Ein kleiner Teil dieser Nachfrage stammt aus speziellen Anwendungen wie der Methanolproduktion (350 kt H_2 /Jahr) und der Stahlproduktion mit direkt reduziertem Eisen (direct reduced iron, DRI) (25 kt H_2 /Jahr). Der Rest ergibt sich aus der Nutzung von H_2 -haltigen Gasgemischen als Nebenprodukt, hauptsächlich aus petrochemischen Prozessen (zwischen 1.400



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis des DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.

Abb. 1 Die zukünftige Wasserstoff-Welt zeigt eine Verknüpfung vielfältiger Infrastrukturkomponenten Wasserstoffnutzung in Nordwesteuropa

und 2.000 kt H₂/Jahr) oder der Stahlindustrie (zwischen 550 und 700 kt Wasserstoff/Jahr).

Es ist davon auszugehen, dass der H₂-Bedarf in NWE künftig stark steigen wird. Denn die Region hat einen hohen Energiebedarf und ambitionierte Klimaziele: Belgien plant, ebenso wie Luxemburg, bis 2050 klimaneutral zu werden, Deutschland bis 2045 und die Niederlande möchte bis 2050 ihre Emissionen um 95 % reduzieren. Wasserstoff wird dabei als Teil einer Klimaschutzstrategie gesehen, welche eine Aufrechterhaltung weiter Teile der industriellen Tätigkeit erlaubt. Die starke wirtschaftliche Verflechtung der Region legt eine enge Kooperation der nationalen Politiken nahe, um einen regionalen H₂-Markt zu entwickeln.

Infrastruktur für die regionale Wasserstofferzeugung

In Nordwesteuropa werden bereits heute erhebliche Mengen an Wasserstoff erzeugt. Lediglich 1 % der gesamten H₂-Herstellung entfällt dabei jedoch auf die emissionsarme Produktion. Bei den verschiedenen H₂-Erzeu-

gungsverfahren dominiert noch der sog. graue Wasserstoff, der auf Basis fossiler Ausgangsstoffe produziert wird. Grauer Wasserstoff deckte im Jahr 2021 den überwiegenden globalen Bedarf von 94 Mt Wasserstoff. Weltweit war die H₂-Produktion damit für 900 Mio. t CO₂-Emissionen im Jahr 2021 verantwortlich [5]. Zum Vergleich: Die energiebedingten Emissionen von Benelux und Deutschland lagen 2021 in Summe bei vergleichbaren 931 Mio. t [6]. Das heißt, bereits für die aktuelle H₂-Produktion muss nach klimaneutralen Lösungen gesucht werden. Wasserstoff gilt als CO₂-frei, wenn bei der Produktion des Wasserstoffs keine CO₂-Emissionen anfallen. Etwaige Emissionen bedingt durch die Herstellung der nötigen Ausrüstung werden dabei nicht mitgerechnet. Wasserstoff ist emissionsarm, wenn rund 90 % der anfallenden CO₂-Emissionen durch CO₂-Abscheidung und -Speicherung (Carbon Capture and Storage, CCS) aufgefangen werden können.

Die zur H₂-Erzeugung benötigten Infrastrukturketten unterscheiden sich – von der Erzeugungsstufe selbst abgesehen – hinsichtlich der Erfordernisse an die eingesetzten Energie-

ressourcen und Nebenprodukte. Hierdurch ergeben sich, je nach H₂-Art, unterschiedliche infrastrukturelle Herausforderungen an unterschiedlichen Stellen der Infrastrukturkette. Ab der H₂-Transportstufe, die Wasserstoff zur Weiterverteilung und Nutzung befördert, nutzen regional erzeugter sowie importierter Wasserstoff die gleiche Infrastruktur.

Die Erzeugung von erneuerbarem (grünem) Wasserstoff in der Region erfordert eine Infrastrukturkette von der Strom-Erzeugung über den -transport und die H₂-Erzeugung bis zum H₂-Transport. Für die benötigte Infrastruktur sind die Verteilung (zentral/dezentral) und der Ort (Erzeugungsort/Verbrauchsort) der H₂-Erzeugung besonders relevant. Die infrastrukturellen Herausforderungen bei erneuerbarem Wasserstoff bestehen vor allem darin, die H₂-Erzeugung mit erneuerbarem Strom zu gewährleisten, ohne dass dies auf Kosten der Dekarbonisierung anderer Stromanwendungen geht. Die geplante Elektrifizierung von Mobilität und Wärme/Kälte führt bereits zu einem hohen Bedarf an klimaneutralem Strom.

Die infrastrukturelle Herausforderung des Ausbaus erneuerbaren Wasserstoffs liegt damit in der Zusätzlichkeit des eingesetzten Stroms aus Erneuerbaren. Hiermit zusammenhängend sind auch der Ausbau der Stromnetzkapazitäten vom Ort der Stromerzeugung zum Elektrolyseur zu nennen. Die benötigten Strommengen für die H₂-Elektrolyse sind beträchtlich. Insofern besteht ein gewisser Druck, nicht nur Elektrolyse-H₂ zu verwenden, sondern (gerade in der Anfangszeit) auch blauen Wasserstoff, bei welchem die CO₂-Emissionen abgeschieden und gespeichert werden, zu nutzen und/oder noch stärker auf Importe zu setzen.

Für die Nordseeanrainerstaaten Belgien, Deutschland und Niederlande sind auch (floating) Offshore Wind-Projekte auf hoher See von großem Interesse, um den benötigten Strom zu liefern. In einer Machbarkeitsstudie für Deutschland und die Niederlande wurde eine signifikante Produktion ab 2035 festgestellt, wenn 10 bis 50 % des Stroms aus Offshore-Windkraftanlagen in Wasserstoff umgewandelt würden [7]. Bis 2050 könnte die jährliche H₂-Produktion aus Offshore-Windenergie 54-139 TWh (1,62-4,17 Mt) in den Niederlanden und 37-100 TWh (1,11-3,00 Mt) in Deutschland erreichen. Mit der perspektivischen H₂-Erzeugung aus Offshore-Windenergie im Jahr 2050 könnte der H₂-Verbrauch in der Höhe gedeckt werden, die im Mittel in der letzten Dekade in NWE anfiel.

Im Gegensatz zur Produktion von Wasserstoff per Elektrolyse, bei der die größten Herausforderungen der eigentlichen H₂-Erzeugung vorgelagert sind, besteht die Herausforderung bei blauem und türkischem Wasserstoff in der Handhabung der bei der Erzeugung entstehenden Nebenprodukte. Besonders die Herstellung von blauem Wasserstoff erfordert den Aufbau einer Infrastruktur für CO₂. Dies beinhaltet neben dem Bau der entsprechenden CO₂-Abscheidungsanlagen auch den Pipelinetransport des Gases, entweder zur dauerhaften unterirdischen Sequestrierung oder zur Nutzung als Rohstoff. Bei türkischem Wasserstoff spielt der vergleichsweise einfache Umgang mit festem Kohlenstoff als Nebenprodukt der Pyrolyse eine Rolle.

Wasserstoffprojekte in Nordwesteuropa

Das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI) erfasste in einer Studie zur Region Nordwesteuropa öffentlich bekannte Projekte zur Erzeugung von Wasserstoff in den Ländern Belgien und Niederlande sowie in Nordwestdeutschland als direkt angrenzendes Gebiet [8]. Diese Projekte sind über die gesamte Region verteilt. Die meisten befinden sich entlang der Nordseeküste oder in der Nähe großer Verbrauchszentren im deutschen Binnenland, wie dem Rhein-Ruhr-Gebiet oder der Metropolregion Hamburg.

Die größten geplanten Projekte befinden sich an der nördlichen Küste der Niederlande rund um Groningen mit einem Gesamtproduktionsvolumen von mehr als 15 TWh. NorthH2 ist das größte in Betracht gezogene grüne H₂-Projekt mit einer installierten Elektrolysekapazität von insgesamt 4 GW. Weitere Regionen mit bedeutenden Vorhaben sind Rotterdam (5 TWh), Dithmarschen (3 TWh) und Duisburg (2 TWh). Die vom EWI erfassten Projekte (in Betrieb, geplant und angekündigt) summieren sich zu 39 TWh (1,17 Mt) Wasserstoff. Darunter sind 79 % grün, 13 % blau und der Rest industrielles Nebenprodukt (s. Tab. 1).

Importinfrastruktur

Nordwesteuropa verfügt bereits über eine ausgezeichnete Infrastruktur für den maritimen Import sowie eine sehr gut ausgebaut

te Erdgasinfrastruktur, welche diese Häfen mit anderen industriellen Zentren verbindet. Die vier größten europäischen Häfen, gemessen in Tonnen Fracht, sind Rotterdam mit 434.846 kt, Antwerpen mit 215.852 kt, Hamburg mit 111.156 kt und Amsterdam mit 87.996 kt. Die Hafenregionen erhalten über die Importroute via Schiff den Zugriff auf Wasserstoff(-verbindungen).

Pipelines werden auch Regionen im Binnenland versorgen. Mit Norwegen sowie mit Spanien und Frankreich wird auch der Import via Pipelines ins Auge gefasst. Die Umstellung der Pipelineinfrastruktur von Erdgas auf Wasserstoff stellt zwar eine Herausforderung in Bezug auf die zeitliche Umsetzung dar, solange diese Infrastruktur noch für die Erdgasbelieferung genutzt wird. Bei rascher Umstellung der Transportinfrastruktur eröffnet sich jedoch auch ein erhebliches Potenzial für Importe via Pipeline aus benachbarten Ländern und Regionen.

Auch dem Überseeimport wird künftig voraussichtlich eine bedeutende Rolle zukommen. Vor allem Deutschland ist in den letzten Jahren eine Vielzahl internationaler H₂-Partnerschaften mit Regierungen weltweit eingegangen. H₂-Allianzen bieten die Chance, H₂-Technologien gemeinsam zu entwickeln, Wertschöpfungsketten aufzubauen und die Investitionskosten für den Aufbau der Produktions- und Transportinfrastrukturen zu teilen. Die Zahl zwischenstaatlicher H₂-Partnerschaften wächst daher kontinuierlich (s. Abb. 2).

Status	Elektrolyseurleistung in MW _{el}			Jahresproduktion in TWh / Jahr			Jahresproduktion in kt / Jahr		
	Belgien	Deutschland	Niederlande	Belgien	Deutschland	Niederlande	Belgien	Deutschland	Niederlande
In Betrieb	2,5	63,3	2,4	0,01	0,33	33,34	0,4	9,9	1.000,4
Demonstration	0,3	5,3	1,6	0,00	0,04	0,01	0,05	1,1	0,2
Im Bau	1,3	26,6	11,6	0,01	0,14	0,07	0,2	4,3	2,0
Finale Investitionsentscheidung	74,8	1.122,8	200,0	0,43	6,42	1,15	13,0	192,6	34,7
Machbarkeit	792,5	4.362,2	9.551,0	4,49	24,92	98,92	134,8	747,6	2.967,8
Konzept	1.852	16.123	16.041	10,69	106,77	92,63	320,9	3.203,5	2.779,2
Summe	2.723	21.703	25.808	15,64	139,6	226,12	469	4.159	6.784

Hinweis: Die Jahresproduktion in TWh wurde aus den Massenwerten errechnet mittels 33,33 kWh/kg. Die hohen Produktionsdaten der Niederlande sind auf ein CCS-Projekt von Shell zurückzuführen. Quelle: IEA Hydrogen Projects Database

Tab. 1 H₂-Projektpipeline in Nordwesteuropa

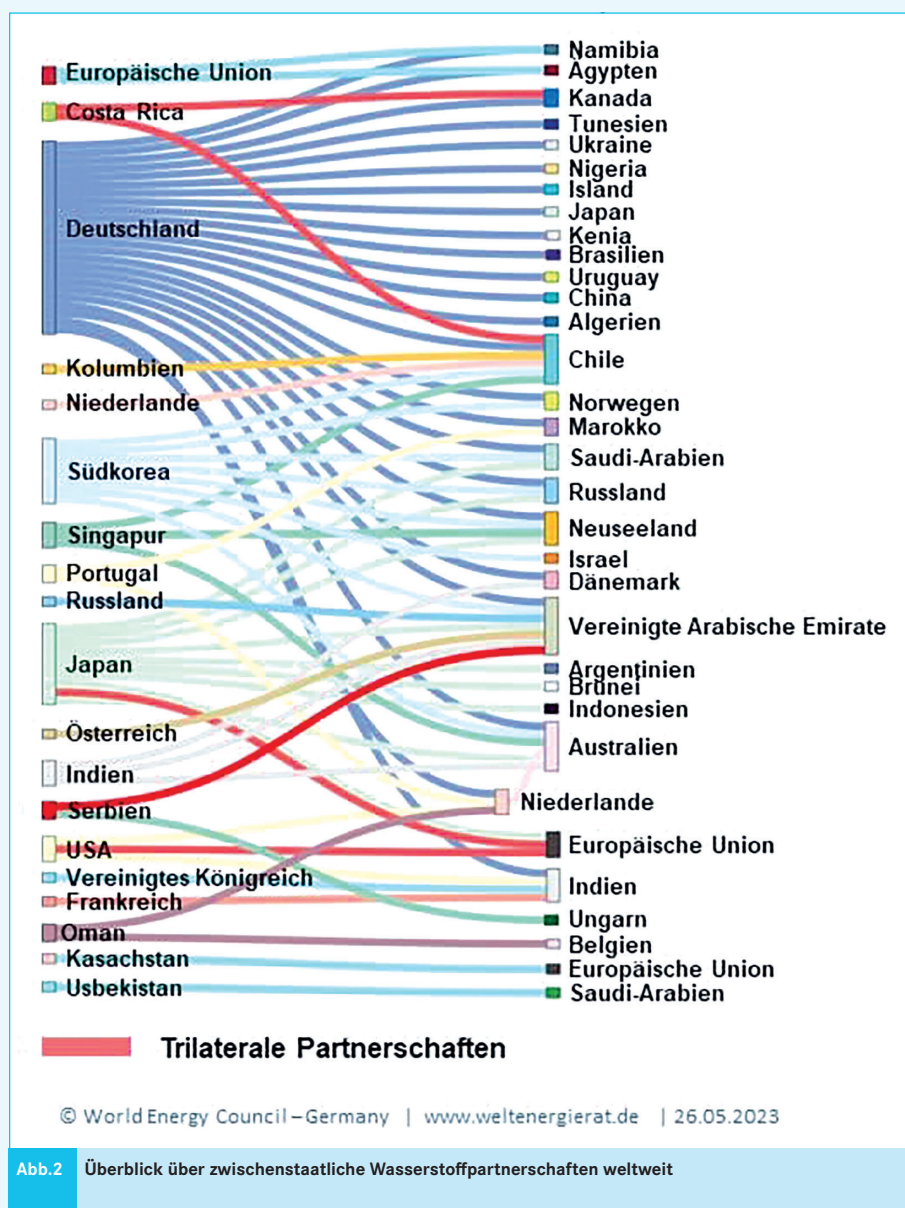


Abb.2 Überblick über zwischenstaatliche Wasserstoffpartnerschaften weltweit

Nach ersten Abschätzungen könnten allein über den Hafen Rotterdam bis 2030 jährlich 4,6 Mt Wasserstoff nach Europa transportiert werden [9]. Die Importe sollen aus Ländern mit hohem EE-Erzeugungspotenzial kommen, wie Island, Brasilien, Chile, Uruguay, Marokko, Namibia und Australien. Erste Importe von Wasserstoff sind im Jahr 2025 z. B. in Form von Ammoniak und Methanol geplant.

Importierter und lokal erzeugter Wasserstoff stehen in einem Wettbewerb miteinander. Gleichmaßen stehen auch potenzielle Export- und Importländer für Wasserstoff

im Wettbewerb auf einem globalen Markt. Damit können sich auch Wertschöpfungsketten stärker verschieben in Richtung von Ländern mit niedrigen H₂-Gestehungskosten.

Ferntransport mittels länderübergreifender Pipeline-Infrastruktur

Die European Hydrogen Backbone (EHB)-Initiative, an der 23 europäische Gasunternehmen beteiligt sind, empfiehlt die Einrichtung von Transportwegen für die H₂-Versorgung in Form von Importkorridoren,

einschließlich aller geforderten Infrastrukturanpassungen. Sie erwartet rund um die Nordsee einen zusammenhängenden Korridor, basierend auf im Betrieb befindlichen und geplanten Offshore-Windkraftanlagen, großen integrierten H₂-Projekten und Schiffsimporten von H₂-Verbindungen, wie Ammoniak, Methanol und Flüssigwasserstoff, zur Deckung der Nachfrage in den Industrieclustern und Häfen von Rotterdam, Zeebrugge, Antwerpen, Wilhelmshaven, Brunsbüttel und Le Havre.

Für die Niederlande erwartet EHB ein nationales Netz, das alle Industriecluster, Speicher und benachbarten Netzbetreiber (Deutschland und Belgien) miteinander verbindet. Es soll bis 2027 fertiggestellt sein und bis 2030 als Ringnetz funktionieren. In Deutschland werden sich voraussichtlich H₂-Cluster im Nordwesten, im Ruhrgebiet und im mitteldeutschen Chemiedreieck entwickeln, die untereinander und mit den H₂-Netzen in anderen nordwesteuropäischen Ländern verbunden sein werden.

Das nationale belgische Netz wird voraussichtlich durch Entwicklungen vor allem in und um die Industriecluster von Antwerpen und Gent sowie entlang des Industrietals in Wallonien entstehen. Angesichts der Nähe von Antwerpen und Rotterdam sind Hafen-zu-Hafen-Verbindungen mit den Niederlanden wahrscheinlich. Darüber hinaus werden Verbindungen mit Frankreich und Deutschland entstehen, die Belgien als Zugang für die Einfuhr/Ausfuhr von Wasserstoff aus/in die Nachbarländer nutzen.

Es wird erwartet, dass die H₂-Nachfrage in Belgien im Jahr 2040 die Produktionskapazitäten übersteigen wird. Wenn die technischen und wirtschaftlichen Bedingungen stimmen, könnten Im- und Exporte mit allen Nachbarländern, einschließlich des Vereinigten Königreichs, sowie Importe über das Terminal in Zeebrugge für die Entwicklung der nordwesteuropäischen H₂-Infrastruktur von entscheidender Bedeutung sein. So wird Belgien dank aller Verbindungsleitungen und Importanlagen zu einer Drehscheibe für den Import und die Weiterleitung von Wasserstoff in die Nachbarländer werden.

Aktuelles Speicherpotenzial in der Region übersteigt Bedarf

Wasserstoff kann eine wichtige Rolle bei der saisonalen Speicherung sowie der Integration großer Energiemengen in das System spielen. In einer Studie für Gas Infrastructure Europe wurden die in Tab. 2 aufgeführten Zahlen genannt.

Insgesamt ergibt sich in der Studie eine Situation, in der die Speicherpotenziale nicht den Bedarf decken würden. Allerdings wurden nur existente Erdgasspeicher und deren Umwidmung auf Wasserstoff betrachtet. Europaweit liegt der Speicherbedarf bei rund 450 TWh, umgewidmete Erdgasspeicher würden wegen der niedrigeren Energiedichte von Wasserstoff lediglich 265 TWh ergeben.

Konsequenterweise ist es daher notwendig, bestehende Erdgasspeicher zu erweitern bzw. neue zu schaffen oder auf andere Speichertechnologien (z. B. mit H₂-Verbindungen) zu setzen. Die potenzielle Rolle von Wasserstoff beim Ausgleich des Stromnetzes, bei der Bewältigung der kurz- und langfristigen Schwankungen der Erneuerbaren und bei der potenziellen Entwicklung des internationalen Handels würde die Entwicklung von mehr Speicherkapazität und deren flexiblen Betrieb erfordern. Derzeit laufen mehrere Forschungsprojekte zur Demonstration des schnellen Zyklusbetriebs bei der H₂-Speicherung in großem Maßstab, z. B. HyCAVmobil in Deutschland. Weitere Forschungsprojekte sind HyStock in den Niederlanden und H2CAST Etzel in Deutschland: Sie befassen sich mit der Analyse des Potenzials für die Wiederverwendung von Erdgassalzkavernen für die H₂-Speicherung.

Fazit

Die Region Nordwesteuropa hat ein großes Potenzial, in einer entstehenden globalen H₂-Wirtschaft eine entscheidende Rolle zu spielen – sowohl als Verbraucher als auch Technologieentwickler. Für einen schnellen Markthochlauf ist der Auf- und Ausbau der notwendigen H₂-Infrastruktur zentral. Die benötigte Infrastruktur ist dabei sehr komplex, weil sie an allen Stufen der Wertschöpfungskette ansetzt.

Land	Speicherbedarf 2030	Speicherbedarf 2050	Potenzial Salzkavernen	Potenzial alle Technologien
Belgien	4,4	22,3	0	2,2
Deutschland	15,9	111,4	39,5	61,4
Luxemburg	0,1	0,7	0	0
Niederlande	6,3	31,6	0,9	34,6

Tab. 2 H-Speicherbedarf und -potenzial in Nordwesteuropa in TWh

Quelle: Gas Infrastructure Europe (GIE)

Eine länderübergreifende Kooperation und eine Verzahnung der Infrastrukturprojekte wären dringend geboten, um zügig zu einer H₂-Wirtschaft in Europa zu gelangen – zumal die wirtschaftliche Verflechtung in dieser Region sehr hoch ist und daher beträchtliche Synergien gehoben werden können.

Der regionale NWE-Markt kann von einem gemeinsamen Rechtsrahmen und kompatiblen Normen im H₂-Bereich profitieren. Die Koordination von Unterstützungsmechanismen, wie gemeinsame Marktanreizprogramme, können den Markthochlauf in der gesamten Region beschleunigen. Eine gemeinsame Planung der benötigten Infrastruktur (Hafenterminals, Pipelines, Speicher) ermöglicht nicht zuletzt eine bessere Verteilung von Wasserstoff und H₂-Verbindungen, um etwaige Lieferengpässe zu vermeiden. Es gilt, nun schnell Synergien zu nutzen und durch ein gemeinsames Vorgehen der vier Länder die immensen Investitionskosten für den Aufbau der notwendigen H₂-Infrastruktur zu teilen.

Quellen

- [1] Die 6,3 Mt Wasserstoff haben einen Heizwert von 210 Terawattstunden (TWh). Dafür würde man bei aktueller Technologie im besten Falle 258 TWh Strom benötigen. Für die im REPowerEU-Paket der EU-Kommission geplanten 10 Mt heimischer Produktion an Wasserstoff im Jahr 2030 wären es mindestens 397 TWh Strom. Zum Vergleich: Die Stromerzeugung aus Wind in den genannten acht Ländern betrug 277 TWh im Jahr 2021. Vgl. BP p.l.c, bp Statistical Review of World Energy 2022, London 2022.
- [2] Vgl. Internationale Energieagentur (IEA)/Clingendael International Energy Programme, Hydrogen in North-Western Europe. A vision towards 2030, Paris 2021.
- [3] Vgl. Verband der Chemischen Industrie (VCI), Chemiewirtschaft in Zahlen 2022, Frankfurt/Main 2022.

- [4] 2.400 kt Wasserstoff entsprechen 80 TWh Wasserstoff, 3.000 kt Wasserstoff entsprechen 100 TWh Wasserstoff.
- [5] Vgl. Internationale Energieagentur (IEA), Hydrogen Supply, September 2022, abrufbar unter <https://www.iea.org/reports/hydrogen-supply> (zuletzt abgerufen am 31.07.2023).
- [6] Vgl. BP p.l.c, bp Statistical Review of World Energy 2022, London 2022.
- [7] Vgl. Niederländische Organisation für Angewandte Naturwissenschaftliche Forschung (TNO)/Forschungszentrum Jülich/Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hrsg.), Hy3 – Large-scale Hydrogen Production from Offshore Wind to Decarbonise the Dutch and German Industry, Utrecht/Jülich/Berlin 2022.
- [8] Vgl. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI), Hydrogen cluster Belgium, the Netherlands, and North-Western Germany – A projection and analysis of demand and production until 2030, Köln 2021.
- [9] Vgl. Port of Rotterdam, Import von Wasserstoff, ohne Datum, abrufbar unter <https://www.portofrotterdam.com/de/hafen-der-zukunft/energiewende/laufende-projekte/wasserstoff-rotterdam/import-von-wasserstoff> (zuletzt abgerufen am 31.07.2023).

Prof. Dr. S. Ulreich, Professor für Energiewirtschaft, Hochschule Biberach; Dr. C. Rolle, Geschäftsführer, M. Kusch, Büroleiterin, Weltenergierrat – Deutschland e.V., Berlin; ulreich@hochschule-bc.de kusch@weltenergierrat.de

Der Beitrag stellt eine Kurzfassung des von Prof. Dr. Stefan Ulreich, Mario Spitzmüller, Dr. Stefanie Schwarz und Dr. Luis-Martín Krämer verfassten Schwerpunktkapitels der „Energie für Deutschland 2023“ des Weltenergierrat – Deutschland dar. <https://www.weltenergierrat.de/energie-fuer-deutschland-2023/>

NACHGEFRAGT

bei Dr. Carsten Rolle, Geschäftsführer des Weltenergierrat – Deutschland e.V., und zugleich Leiter der Abteilung Energie- und Klimapolitik des Bundesverbands der Deutschen Industrie e.V. (BDI)

„et“: Vor einem Jahr steckte Deutschland in der wohl größten Energiekrise seit dem Wiederaufbau. Wo stehen wir zu Beginn dieses Winters, was haben wir seitdem gelernt?

Rolle: Die Energiekrise infolge des russischen Angriffskrieges war die erste wirklich internationale Energiekrise und die Angst nicht nur vor extremen Preisausschlägen, sondern auch vor einer echten Gasmangellage hat das Land energiewirtschaftlich in einen Ausnahmezustand gebracht. Wir haben uns mit viel Geld aus der ganz unmittelbaren Krise herausgekauft und dafür auch rasch die infrastrukturellen Voraussetzungen geschaffen. Wir haben unfreiwillig auf industrielle Produktion verzichtet und auch viel Glück mit dem milden Winter gehabt. Ärmere gasimportierende Staaten, wie Pakistan, haben schmerzvoll die Folgen unseres Einkaufsverhaltens an den LNG-Märkten zu spüren bekommen. Auch, wenn wir heute besser vorbereitet sind als vor einem Jahr, dürfen wir uns die nächsten drei Winter noch nicht vollends in Sicherheit wiegen.

„et“: Wo liegen die aktuellen Risiken?

Rolle: Die größten Unsicherheiten sind einerseits, wie kalt und lang der Winter wird und andererseits, ob die Bevölkerung erneut bereit ist, Sparanstrengungen zu unternehmen und z. B. Heiztemperaturen etwas abzusenken, oder ob diese Bemühungen einer gewissen Gleichgültigkeit weichen. War die Panik im letzten Winter im Nachhinein vielleicht etwas zu hoch, so ist die Sensibilität dafür aktuell eher noch zu klein. Hinzu kommt, dass wir nicht wissen, ob die verbliebenen Gasflüsse über die Ukraine nach Europa bis zum Auslaufen der Transitverträge 2025 in vollem Umfang garantiert sind und wie sich die globale LNG-Nachfrage entwickeln wird. Gefüllte Gasspeicher sind wichtig, aber diese allein gewährleisten keine Versorgungssicherheit.

„et“: Was sind die langfristigen Lehren aus der Krise?

Rolle: Die COVID-19-Krise und der Russland-Ukraine-Krieg haben die Risse und Abhängigkeiten in den industriellen Wertschöpfungsketten und damit unsere Verwundbarkeit offengelegt. Wir müssen schmerzvoll erfahren, dass die Zeiten global offener, durch eine starke WTO überwachter Märkte auf absehbare Zeit unterbrochen sind und sich geopolitisch Länderblöcke wieder stärker herausbilden. Seitdem diskutieren wir, wie wir die Resilienz unseres Wirtschaftsmodells stärken können.



Dr. Carsten Rolle

Bild: Weltenergierrat – Deutschland e.V.

Damit verbunden ist aber auch die Frage, was uns ein Mehr an Versorgungssicherheit als Gesellschaft wert ist und zu welchen industriepolitischen Antworten wir bereit sind. Die Antwort für ein Exportland darf nicht Autarkie lauten, aber sie könnte ein bewusster Erhalt von Produktions-Know-how und entsprechenden industriellen Netzwerken sein, die sich nicht plötzlich wiederherstellen lassen. Die aktuelle Diskussion um einen Industrie- oder Brückentrompreis ist meines Erachtens erst der Startpunkt einer Suche danach, wie wir uns als Standort in dieser neuen Welt positionieren wollen.

„et“: Da schwingt viel Aufbruchstimmung mit für eine Organisation, die nun ihren 100. Geburtstag feiern wird?

Rolle: Ja, wir freuen uns schon sehr auf diesen Geburtstag mit verschiedenen Wegbegleiterinnen und Wegbegleitern. Wir haben dafür zudem zwei Historiker gebeten, in vielen Archiven nach unseren Anfängen zu recherchieren. Denn auch vor 100 Jahren gab es eine große Aufbruchstimmung. Die goldenen 1920er Jahre begannen und eine Elektrifizierungseuphorie erfasste die damaligen Industrie- und Schwellenländer, d. h., auch damals stand eine fundamentale Transformation des Energiesystems an.

Der Gründer des World Energy Council – der Schotte Daniel Nicol Dunlop – spürte früh, dass es einen großen Bedarf gab, sich international zu dieser Transformation auszutauschen und voneinander zu lernen. Daher lud er nach einigem Vorlauf 1924 zur ersten World Power Conference nach London gleich Vertreter aus 40 Staaten ein. In Deutschland zählten neben bedeutenden Wirtschaftsverbänden auch sechs Reichsministerien zu den Gründungsmitgliedern. Dass Deutschland so kurz nach dem ersten Weltkrieg eingeladen wurde und 1930 sogar den zweiten Weltkongress in Berlin ausrichten durfte, war trotz der wirtschaftlichen Stärke nicht selbstverständlich. Dort hielt dann sogar Albert Einstein einen Vortrag, u. a. zu seiner speziellen Relativitätstheorie.

Der Weltenergierrat – Deutschland ist über die einhundert Jahre nicht nur ein Spiegel der energiewirtschaftlichen Entwicklungen, sondern hat sich deutlich weiterentwickelt zu einem weltweiten energieträgerübergreifenden Kompetenznetzwerk der Energiewirtschaft. Je stärker die Potenziale einer engeren internationalen Zusammenarbeit gesehen werden, desto bedeutender kann die Rolle eines solchen Netzwerkes werden.

„et“-Redaktion